MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 300ª REUNIÃO (Ordinária)

Data: 09 de janeiro de 2025
Horário: 14h30
Local: Sala de Reunião Plenária do MME - 9º andar
Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 300ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário Nacional de Energia Elétrica, Sr. Gentil Nogueira Sá Júnior, que agradeceu a presença de todos e conduziu a reunião a pedido do Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira, que estava ausente em função de outros compromissos. Dessa maneira, foram realizadas as discussões a seguir relatadas, conforme agenda de trabalho proposta.

2. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DO ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS realizou apresentação destacando que as chuvas de dezembro foram as melhores desde o início do período chuvoso e contribuíram para o armazenamento no Sistema Interligado Nacional - SIN fechar o ano de 2024 em 53% da Energia Armazenada máxima - EARmáx. Em dezembro/2024, as bacias da Região Sul, do Grande, Paranaíba e o trecho a montante da Usina Hidrelétrica - UHE Três Marias apresentaram precipitação superior à média climatológica. Assim, 2025 inicia com perspectiva de recuperação dos armazenamentos dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Os efeitos de uma possível configuração tardia da La Niña não devem impactar significativamente o comportamento da precipitação nas principais bacias do SIN, conforme avaliação do ONS.

2.2. Em relação à Energia Natural Afluente - ENA, no mês de dezembro/2024 foram verificados valores abaixo da média histórica para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (96% da Média de Longo Termo - MLT), Norte (75% da MLT) e Nordeste (56% da MLT), e valor acima da média histórica para o subsistema Sul (212% da MLT). Para o SIN, a ENA foi de 100% da MLT.

2.3. Ao final do mês de dezembro/2024, foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 51%, 79%, 50% e 54% da Energia Armazenada máxima - EARmáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

2.4. Em dezembro/2024, 89% de toda a geração de energia elétrica no SIN foi proveniente de fontes renováveis. Houve recordes de geração fotovoltaica, centralizada e distribuída, instantânea e em base horária, no subsistema Sudeste. Também ocorreram recordes da geração fotovoltaica centralizada instantânea e em base horária no referido subsistema.

2.5. O Operador relatou os seguintes intercâmbios internacionais de energia elétrica, modalidade comercial:

a) importação da Argentina para atendimento à ponta de carga, nos dias 2 e 4 de dezembro, com valor máximo de 1.600 MW; e

b) importação do Uruguai para atendimento à ponta de carga, no dia 2 de dezembro, com valor máximo de 500 MW

2.6. A carga média de dezembro/2024 foi de 79,8 GWmed, correspondendo a queda de 0,7% em relação ao mesmo mês de 2023.

2.7. O ONS destacou o sucesso do esquema especial adotado para as festividades de final de ano, das 18h do dia 24 de dezembro de 2024 às 6h do dia 25 de dezembro de 2024, e das 18h do dia 31 de dezembro de 2024 às 6h do dia 1º de janeiro de 2025. Nesse período de operação especial, não foram verificadas ocorrências com corte de carga envolvendo a Rede Básica.

2.8. As principais perturbações na Rede Básica ocorridas no mês de dezembro/2024, com corte de carga maior ou igual a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos, foram: em 04/12, no Ceará e em Goiás; em 07/12, em Pernambuco; e em 14/12 em Santa Catarina.

2.9. O ONS informou que vem implementando iniciativas para minimizar os cortes de geração eólica e fotovoltaica. Dentre as iniciativas de mitigação estão a ampliação e os reforços da rede de transmissão, que irão aumentar os limites de intercâmbio do subsistema Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e Norte, incluindo a indicação de três novos compensadores síncronos para a Região Nordeste e a antecipação de obras de linhas de transmissão. Adicionalmente, estão previstos aperfeiçoamentos dos modelos dinâmicos das usinas renováveis, da metodologia de corte e da programação, visando ampliar a previsibilidade, além de avaliações sobre utilização de sistemas de armazenamento de energia.

2.10. O ONS apresentou avaliação de que a obra LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II C2 e C3 tem potencial de reduzir o curtailment da geração eólica e solar.

Deliberação: Considerando a possibilidade de antecipação das obras da Linha de Transmissão - LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II C2 e C3, e que empreendimentos de transmissão que compõem o Lote 2 do Leilão de Transmissão nº 01/2023 permitirão o escoamento de grandes blocos de energia, provenientes de geração renovável das Regiões Norte e Nordeste, favorecendo a transição energética e a segurança eletroenergética do SIN, o CMSE deliberou:

(i) pelo reconhecimento do caráter estratégico dos empreendimentos de transmissão que compõem o Lote 2 do Leilão de Transmissão nº 01/2023, incluindo a Linha de Transmissão - LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II C2 e C3; e

(ii) pela realização de monitoramento diferenciado pela SNEE/MME junto ao agente responsável e instituições envolvidas, com o propósito de contribuir na celeridade da sua implantação.

2.11. O Operador acrescentou que está realizando estudos que poderão contribuir na adoção de outras medidas para mitigação do curtailment e no aperfeiçoamento regulatório do tema a ser avaliado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O CMSE solicitou a apresentação dos referidos estudos na reunião do CMSE de fevereiro de 2025.

2.12. O Operador acrescentou que está conduzindo estudos voltados a proporcionar maior visibilidade sobre o curtailment futuro, além de propor ações para avançar na mitigação desse fenômeno. Também foram mencionadas propostas para o aperfeiçoamento regulatório sobre o tema, que deverão ser avaliadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O CMSE solicitou que esses estudos sejam apresentados na reunião do CMSE de fevereiro de 2025.

2.13. Para o mês de janeiro/2025, de acordo com o cenário inferior, a indicação é de uma ENA abaixo da média histórica para todos os subsistemas. Nesse cenário menos favorável, a previsão para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte é de 75%, 94%, 36% e 74% da MLT, respectivamente. Para o SIN, o estudo aponta condições de afluência prevista de 71% da MLT, sendo o 12º menor valor para o mês de um histórico de 94 anos.

2.14. No cenário superior (mais favorável), ainda em janeiro, as condições de ENA previstas para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte são de 104%, 90%, 64% e 92% da MLT, respectivamente. Em relação ao SIN, os resultados dos estudos de vazão indicam condições de ENA prevista de 96% da MLT, sendo o 44º menor valor para um histórico de 94 anos.

2.15. Em termos de armazenamento, para o último dia do mês de janeiro/2025, considerando o cenário inferior, a expectativa é de 55,4%, 72,4%, 48,4% e 53,6% da EARmáx nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior, há a previsão de 64,3%, 80,7%, 58,3% e 82,3% da EARmáx, considerando a mesma ordem. Para o SIN, os resultados devem ser de 55,3% da EARmáx, para o cenário inferior, e 65,3% para o cenário superior.

2.16. Com relação à operação prevista, considerando-se o período de janeiro/2025 a junho/2025, as condições de afluências no SIN variam entre 74% e 105% da MLT. Se confirmadas as condições do limite superior, a ENA será classificada como a 31ª maior do histórico de 94 anos. Se confirmadas as condições do limite inferior, a ENA será classificada como o 5º menor valor do referido histórico.

2.17. Para o SIN, os estudos prospectivos (visão dos próximos 6 meses) apresentados mostram que, ao final de junho/2025, as previsões de armazenamento variam entre 62,7% e 91,5% da EARmáx. Mesmo considerando o cenário inferior das previsões, observa-se suave recuperação dos armazenamentos ao longo do período úmido, mantendo-se na faixa verde da Curva Referencial de Armazenamento - CRef durante todo o horizonte, o que demonstra a importante contribuição das chuvas já verificadas para a segurança energética do SIN.

2.18. Ainda considerando esses estudos prospectivos, no cenário hidrológico inferior, os modelos indicam Custo Marginal de Operação - CMO no Sudeste/Centro-Oeste variando entre R$ 145/MWh e R$ 525/MWh nos meses de janeiro a abril de 2025, com despacho energético entre 4,8 GW e 6,5 GW. Em maio/2025 e junho/2025, os estudos indicam CMO zero. Porém, em função do atendimento às curvas semi-horárias de carga, valores distintos de CMO e de despacho térmico poderão ser determinados ao longo do mês, na etapa de Programação Diária da Operação.

2.19. Com relação ao atendimento à potência, existe a necessidade de alocação de geração térmica adicional ao longo de todo o horizonte, porém não há projeção de invasão da reserva operativa – RO nos cenários avaliados.

3. HOMOLOGAÇÃO DAS "DATAS DE TENDÊNCIA" DA OPERAÇÃO COMERCIAL DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

3.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL realizou apresentação relativa ao monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro, tendo informado que a expansão verificada para o mês dezembro de 2024 foi de 503 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 668,82 km em linhas e transmissão e 700 MVA de capacidade de transformação.

3.2. Ao longo do ano, o Sistema Interligado Nacional - SIN registrou um acréscimo de 10.792 MW em capacidade instalada, superando a meta anual de 10.106 MW. No que se refere às linhas de transmissão, o incremento foi de 3.982 km, atingindo cerca de 87% da meta anual de 4.591 km. Quanto à capacidade de transformação, foi alcançado montante de 19.046 MVA, representando aproximadamente 90% da meta estipulada de 21.184 MVA.

3.3. Quanto à previsão de expansão para o ano 2025, a ANEEL apresentou o valor de 9.950 MW para da oferta de geração, 4.790 km em linhas de transmissão e 12.735 MVA em capacidade de transformação.

3.4. Na apresentação foi enfatizada a entrada em operação comercial no mês de dezembro/24 dos seguintes empreendimentos de geração: UFV Arinos (MG) - 66 MW, UFV Coxilha Negra (RS) - 55 MW, UFV Jaíba (MG) - 120 MW, EOL Kairós Wind (CE) - 72 MW, EOL Ventos de Santa Luzia (BA) - 68 MW e UTE Univalem Bioenergia (SP) - 30 MW.

3.5. Sobre a UTE GNA II, a ANEEL abordou sobre os atos de vandalismo na LT 500 kV Campos 2 - Mutum, ocorridos em 28/10, 19/11, 20/11 com impacto nos testes da UTE. A operação da LT foi reestabelecida em dezembro e os testes da UTE estão em andamento. A previsão de entrada em operação comercial da usina atualmente é 15/08/2025.

3.6. Em relação à UTE Portocém I, a ANEEL realizou uma visita técnica ao local tendo observado um avanço físico da obra de 33%. Todos os contratos necessários foram assinados e a previsão de entrada em operação comercial da usina atualmente é 02/08/2026.

3.7. Sobre a transmissão de energia elétrica, a ANEEL relatou a entrada em operação de nove

linhas de transmissão (2 LT de 500 kV e 9 LT de 230 kV) e sete transformadores de 230 kV. Foi destacada a conclusão da obra e consequente entrada em operação da LT Feijó - Cruzeiro do Sul.

3.8. A agência também apresentou a situação dos contratos de concessão da Transmissora MEZ Energia (MEZ 6 a 10), cujos Termos de Intimação - TI foram emitidos. As transmissoras já apresentaram suas manifestações, e a análise encontra-se em andamento, com previsão de conclusão para fevereiro de 2025.

3.9. Foram apresentadas informações referentes às usinas em implantação nos sistemas isolados, bem como os projetos de interligação previstos. Atualmente, existem 7 usinas em implantação nos Estados do Amapá, Amazonas, Pará e Roraima, que totalizam 75,5 MW, e 82 projetos de interligação previstos para os Estados do Amazonas e Pará, a serem executados por duas distribuidoras.

3.10. Por fim, o Comitê homologou as datas de tendência de operação comercial dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica, conforme 12ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2024, ocorridas em 19 de dezembro de 2024. As informações referentes às datas de tendência foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício-Circular nº 95/2024 - SFT/ANEEL.

4. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE apresentou, de forma preliminar, a liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo - MCP referente à contabilização de novembro de 2024.

4.2. Segundo a CCEE, a previsão da contabilização apresenta um total aproximado de R$ 2,64 bilhões, sendo R$ 1,54 bilhão (58,3%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R$ 1,10 bilhão (41,7%) relativos ao efeito de liminar do Generation Scaling Factor - GSF.

4.3. Do valor de R$ 1,54 bilhão: i) foi liquidado R$ 1,3 bilhão (85,7%), sendo que 19,9% (R$ 262,55 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva - CONER; e ii) R$ 220,09 milhões (14,3%) correspondem a valores não pagos.

4.4. Em seguida, a CCEE apresentou os resultados da importação comercial. A energia apurada inclui perdas internas e de rede básica. A Câmara apresentou os montantes de importação referentes aos meses de janeiro a dezembro de 2024, sendo que os dados de dezembro são preliminares.

4.5. No mês de outubro, a importação de energia atingiu 254,5 MWmédios / 189,3 GWh realizada em 30 dias do mês, sendo importados do Uruguai (42%) a um preço médio de R$ 492,30/MWh e da Argentina (58%) a um preço médio de R$ 915,65/MWh, totalizando R$ 139 milhões. Em novembro, houve uma importação de 114,5 MWmédios / 82,4 GWh ocorridos em 13 dias, com 69% dessa energia proveniente da Argentina a um preço médio de R$ 685,91/MWh e 31% do Uruguai, a um preço médio de R$ 534,13/MWh, totalizando R$ 52,6 milhões. Para o mês de dezembro, considerando dados preliminares, a Câmara registrou a importação de 22,7 MWmédios / 16,9 GWh ocorrido em um dia do mês, com 81% dessa energia proveniente da Argentina a um preço médio de R$ 725,40/MWh e 19% do Uruguai, a um preço médio de R$ 591,08/MWh, totalizando R$ 11,8 milhões.

4.6. A CCEE destacou que, conforme dados preliminares, entre janeiro e dezembro de 2024, da importação verificada, 66% foi proveniente da Argentina e 34% do Uruguai, e o valor acumulado dessas operações gira em torno de R$ 393 milhões, com um preço médio de negociação de R$ 764/MWh durante o período.

4.7. Com relação à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE apresentou o histórico de 2023, em que foram exportados 354 MWmédios / 2.994 GWh (86% para a Argentina e 14% para o Uruguai), totalizando R$ 106 milhões à Conta Bandeiras.

4.8. A Câmara informou que em outubro de 2024, a exportação atingiu 3,6 MWmédios / 2,7 GWh, sendo exportado integralmente para a Argentina, gerando uma compensação à Conta Bandeiras de R$ 0,1 milhão. Em novembro, a exportação atingiu 154 MWmédios / 111 GWh, sendo exportado integralmente para a Argentina, gerando uma compensação à Conta Bandeiras de R$ 6,8 milhões. Em dezembro a Câmara informou que não houve exportação dessa modalidade.

4.9. A CCEE informou que entre os meses de julho a dezembro, não houve exportação de excedentes hidrelétricos. A Câmara destacou que, ao longo de 2023 (janeiro a dezembro), essa comercialização gerou um benefício acumulado ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE de R$ 782 milhões, totalizando uma energia exportada de 494 MWmédios (77% para a Argentina e 23% para o Uruguai).

4.10. Sobre o Programa de Resposta da Demanda - RD, a CCEE informou que no mês de outubro foram reduzidos 95 MW médios a um preço médio de R$ 983/MWh, gerando um valor de R$ 3,3 milhões recebidos via Encargos de Serviços do Sistema - ESS e contando com a participação de 20 unidades consumidoras ocorrendo em 15 dias do mês (negociação nos dias 01 a 04, 08 e 09, 16 a 18, 24, 28 a 31/10). Em novembro, foram despachados 91 MW médios a um preço médio de R$ 753/MWh, gerando um valor de R$ 4,74 milhões recebidos via ESS e contando com a participação de 15 unidades consumidoras ocorrendo em 13 dias do mês (negociação nos dias 08, 11 a 13, 19, 21 a 23 e 25 a 29). Já para o mês de dezembro, considerando valores preliminares, foi apresentada uma redução de 62 MW médios a um preço médio de R$ 244/MWh, gerando um valor de R$ 1,99 milhão pago via ESS a 6 unidades consumidoras e ocorrendo em 5 dias do mês (negociação nos dias 02, 03, 04, 09 e 17).

4.11. A Câmara informou que foi iniciado o programa de resposta da demanda com o Produto Disponibilidade e, a partir da contabilização de novembro/2024, 4 unidades consumidoras participaram, tendo uma redução de demanda de 67,8 MW nos horários de ponta, gerando um valor de R$ 1,7 milhão recebido via ESS. Para dezembro, a CCEE estima uma receita de R$ 1,9 milhão para os participantes, que será recebida via ESS.

4.12. Com relação aos ESS, a CCEE informou que em outubro/2024 o valor foi de R$ 245,6 milhões. No mês de novembro, o valor ficou em R$ 374,7 milhões. Para o mês de dezembro o valor atingiu R$ 132,8 milhões, considerando estimativas preliminares e que não foram estimados ESS por serviços ancilares e compensação síncrona. O ESS observado apresentou redução devido à melhora das vazões observadas pelo início do período úmido, sendo observado ESS principalmente no início do mês, devido à geração termelétrica adicional, despacho por unit commitment associado a esse despacho e importação para atendimento da ponta de carga líquida. Já o impacto estimado do valor de ESS preliminar de dezembro é equivalente a R$ 2,27/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um custo adicional entre 2,4% a 3,5% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre - ACL, e 0,6% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulado - ACR.

4.13. A CCEE apresentou um destaque da aplicação do modelo Newave híbrido. Conforme informações da Câmara, o cenário hipotético de utilização desse novo modelo nas contabilizações entre agosto e novembro de 2024, produziria uma economia de cerca de R$ 636,8 milhões ao consumidor brasileiro no pagamento de ESS.

4.14. A Câmara atualizou a projeção do PLD – SE/CO para diferentes cenários. A Câmara também apresentou uma análise dos Ambientes de Contratação (ACR e ACL). Com relação ao ACR, foram abordados temas como balanço energético do ACR e contratação das distribuidoras de uma forma mais detalhada. Já com relação ao ACL, foram apresentados temas como o balanço de oferta e demanda desse ambiente.

4.15. Posteriormente, a CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de dezembro/2024 mostram que há 132 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 22.864 unidades consumidoras associadas. Além disso, informou que 13.223 consumidores já aderiram ao ACL com 41.766 unidades consumidoras. Esses dois grupos somados representam 64.630 unidades consumidoras no Mercado Livre. Além disso, há 21 comercializadores varejistas em processo de habilitação, sendo que atualmente a Câmara conta com um total de 16.121 associados.

4.16. A CCEE apresentou, ainda, um gráfico com o acompanhamento das migrações durante o ano de 2024. Em dezembro, 3.138 migrações foram concluídas. Em 2024, as migrações efetivadas representaram um aumento de 262% em relação ao total de migrações registradas durante o ano de 2023. Por fim, a Câmara destacou a representatividade do consumo nos ambientes de contratação, indicando que dos 70.604 MWmédios consumidos até dia 27/12, 60,9% pertencem ao Ambiente de Contratação Regulado - ACR, enquanto 39,1% são do Ambiente de Contratação Livre - ACL.

5. IMPORTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA VENEZUELA

5.1. O ONS realizou apresentação sobre os benefícios esperados com a importação de energia elétrica proveniente da Venezuela, incluindo a redução dos custos da operação com substituição da geração termelétrica local, por meio do mecanismo de sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC. Além disso, o desempenho eficaz da interligação poderá aumentar a confiabilidade e a segurança no atendimento ao Sistema Isolado de Boa Vista e localidades interconectadas no Estado de Roraima, especialmente em caso de perda de geração interna.

5.2. Entre os pontos de destaque está a necessidade de realização de testes de desempenho de importação de energia por meio da LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena, com duração de 96 horas, previstos entre os dias 13 e 17 de janeiro.

5.3. Ressalta-se que a viabilidade técnica da importação com a atual configuração sistêmica é restrita à condição de operação como sistema isolado do Estado de Roraima. Portanto, com a interligação do Sistema Isolado de Boa Vista/Roraima ao Sistema Interligado Nacional (SIN), prevista para janeiro de 2026, faz-se necessário um olhar estrutural pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE quanto à operação desse sistema elétrico integrado ao SIN e, ao mesmo tempo, operando integrado pela interligação internacional Brasil e Venezuela.

Deliberação: Considerando a previsão de interligação do estado de Roraima ao SIN; considerando que já existe planejamento da Empresa de Pesquisa Energética de estudo de planejamento para o estado de Roraima, após a interligação com o SIN; e, por fim, a relevância da integração eletroenergética regional; o CMSE deliberou para que a EPE inclua no bojo do estudo de planejamento previsto, proposta de solução técnica de interligação entre os sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela, por meio do estado de Roraima.

5.4. O Operador informou que, durante a fase de testes, o limite máximo de importação será de 15 MW, com uma Reserva de Potência Operativa Girante ($\boldsymbol{RPO_{RR}}$) ≥ 30 MW, resultando no critério de segurança sem risco de atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC.

5.5. Na operação comercial normal dessa importação, condicionada a resultados satisfatórios dos testes, o critério de segurança a ser adotado prevê a possibilidade de atuação do 1° estágio do ERAC (10% da carga). Assim, nessa fase, a $\boldsymbol{RPO_{RR}}$ será reduzida para ≥ 8 MW.

5.6. Em caso de esgotamento dos recursos de geração interna de Boa Vista/Roraima, poderá ser adotado critério de segurança diverso ao mencionado, de modo a preservar o atendimento às cargas desse Sistema Isolado.

5.7. O ONS informou também que os critérios específicos relacionados ao desempenho de tensão, frequência e taxas de disponibilidade foram detalhados em correspondência enviada ao MME.

5.8. Cabe observar que as usinas térmicas que atualmente suprem o referido Estado não serão desativadas em definitivo por conta desta importação e, em caso de necessidade, poderão ser acionadas para garantir o atendimento do mercado local de forma adequada.

5.9. Após a apresentação do ONS e as discussões sobre o tema, o Comitê deliberou a respeito de diretrizes técnicas e econômicas para a importação de energia elétrica da Venezuela, conforme transcrito a seguir, de modo a garantir a redução de dispêndio pago pelos consumidores de energia elétrica por meio da CCC, resguardada a segurança do suprimento do Estado de Roraima.

Deliberação: Tendo em vista as ofertas realizadas pela Âmbar Energia S.A. e pela Bolt Energy Comercializadora de Energia Ltda. de importação de energia elétrica advinda da República Bolivariana da Venezuela para atendimento do sistema elétrico de Boa Vista e localidades interconectadas no Estado de Roraima, por meio da Carta AMB 054/2024, de 3 de dezembro de 2024, e da Carta Bolt Energy, de 8 de janeiro de 2025, respectivamente, bem como o disposto na Carta AMB 001/2025, de 8 de janeiro de 2025, e considerando a manifestação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS apresentada na Carta CTAONS DGL 1837/2024 e na Carta CTA-ONS DGL 0032/2025 quanto a critérios técnicos e econômicos que asseguram a vantajosidade da importação, o CMSE deliberou pelo estabelecimento das seguintes condições relacionadas a essa importação de energia elétrica:

I - A importação de energia elétrica poderá ser realizada no período de janeiro a abril de 2025, em substituição à geração de usinas termelétricas com custos variáveis

unitários superiores à oferta de preço realizada. O ponto de entrega deverá ser considerado na Subestação Boa Vista 230 kV, condicionada a resultados satisfatórios dos testes de que trata o item II;

II - A interligação Brasil-Venezuela deverá ser submetida a testes de 96h, a serem concluídos até a próxima reunião do CMSE, conforme critérios de avaliação apresentados pelo ONS, na condição operativa em que não leve a qualquer corte de carga (sem atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC em Roraima) na eventual perda dessa interligação;

III - Durante o período de testes de que trata o item II, o agente ofertante da importação de energia elétrica da Venezuela assume o risco de que, em não havendo economicidade na avaliação que será conduzida pela ANEEL, o montante a ser sub-rogado deverá ser restrito, de modo a não onerar os pagadores da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;

IV - A aprovação do montante a ser sub-rogado, em R$/MWh, pela ANEEL, nos termos do inciso I do §10 do art. 12 do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, deverá considerar a avaliação de redução de custos da CCC decorrentes da importação em base mensal, além do limite de preço, montante máximo e prazo definidos nesta deliberação, bem como informações prestadas pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

V - O pagamento referente à sub-rogação deverá ser efetuado diretamente ao agente importador, devendo ser considerado no reembolso da Roraima Energia S.A. desconto do Custo Médio de Energia e Potência Comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada - ACRméd, conforme dispõe o art. 25 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.016, de 19 de abril de 2022;

VI - Nos termos do inciso II do §10 do art. 12 do Decreto nº 7.246, de 2010, será considerada operação segura, em condições normais, aquela definida no parágrafo 2.6 da Carta CTAONS DGL 1837/2024, considerando os dispositivos do parágrafo 2.5 da referida Carta;

VII - Em situações excepcionais, como perturbações ou indisponibilidades de equipamentos que levem ao esgotamento dos recursos de geração internos ao sistema elétrico de Boa Vista/RR, poderá ser adotado um fluxo na interligação distinto do previsto no inciso VI para garantir o fornecimento às cargas por meio da importação de energia elétrica;

VIII - O período de que trata o item I e o critério de que trata o item VI poderão ser reavaliados a qualquer tempo pelo CMSE baseado no desempenho verificado na operação da interligação Brasil-Venezuela, mediante a apresentação de estudos pelo ONS;

IX - Para a operacionalização dessa importação de energia elétrica, o ONS deverá: estabelecer os requisitos técnicos a serem observados pelo agente importador, inclusive quanto à disponibilização de dados e informações, e comunicação entre operadores; após o recebimento dos dados estabelecidos, definir e/ou atualizar os limites sistêmicos, estudos de recomposição e demais iniciativas, inclusive adotar as providências relacionadas à proposição de Sistemas Especiais de Proteção - SEP, que se façam necessários, visando à manutenção da qualidade e segurança no fornecimento de energia elétrica ao sistema elétrico de Boa Vista/RR; e definir, junto aos agentes envolvidos, os testes necessários para se iniciar a importação, buscando garantir a segurança da operação do sistema elétrico de Boa Vista/RR durante a importação de energia;

X - As medidas e ações definidas como necessárias pelo ONS, para garantir a operação segura e o suprimento do sistema elétrico de Boa Vista/RR, deverão ser plenamente cumpridas, conforme dispõe o inciso II do §10 do art. 12 do Decreto nº 7.246, de 2010, bem como consideradas cobertas dentro do preço de importação;

XI - Os volumes de importação de energia elétrica, bem como a identificação das

usinas termelétricas a serem substituídas, serão definidos diariamente pelo ONS e informados mensalmente para a CCEE em base horária;

XII - O preço da importação será praticado de acordo com a oferta realizada pela Bolt Energy Comercializadora de Energia Ltda., nos termos da Carta Bolt Energy, que apresentou o menor valor entre as propostas recebidas, sem direito à correção monetária, ou seja, o preço será de: R$ 1.096,11/MWh, para o montante importado total de até 30 MW; R$ 956,42/MWh, para o montante importado total de 30 a 60 MW; R$ 946,13/MWh, para o montante importado total de 60 a 90 MW; e R$ 906,92/MWh, para o montante importado total de 90 a 120 MW;

XIII - A importação de energia elétrica será realizada em caráter flexível e interruptível, observadas as condições operacionais do sistema elétrico de Boa Vista/RR previstas e verificadas pelo ONS, bem como eventuais avaliações adicionais pelo CMSE, inclusive diante do recebimento de outras ofertas de importação;

XIV - Caberá ao agente importador possuir autorização do poder concedente, nos termos do inciso III do §10 do art. 12 do Decreto nº 7.246, de 2010; e

XV - Findo o período de importação autorizado, a ANEEL, o ONS e a CCEE deverão subsidiar o CMSE com informações técnicas sobre a importação realizada, a efetiva redução do dispêndio da CCC e o desempenho da operação do sistema elétrico de Boa Vista/RR.

5.10. A matéria segue para apreciação da ANEEL, conforme rito estabelecido no Decreto nº 7.246, de 2010.

5.11. Observa-se que, atualmente, existem seis agentes autorizados pelo MME a importar energia elétrica interruptível da República Bolivariana da Venezuela, e outras três empresas estão em avaliação.

6. ATENDIMENTO ÀS CARGAS DOS MUNICÍPIOS DE ANAMÃ, CAAPIRANGA E CODAJÁS

6.1. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, em sua 300ª reunião, analisou a situação do fornecimento de energia elétrica nos municípios de Anamã, Caapiranga e Codajás, no estado do Amazonas. Esses municípios requerem complementação de energia e potência contratadas de modo a mitigar problemas de qualidade no suprimento de energia quem tem levado a insatisfação da população.

6.2. Em deliberação anterior, o CMSE havia recomendado que a distribuidora Amazonas Energia contratasse locação de geração termelétrica, por meio de chamada pública, para atender às necessidades locais. Contudo, a distribuidora, por meio da Carta PR nº 047/2024, informou sua impossibilidade de cumprir a deliberação, justificando a situação com base no desequilíbrio estrutural enfrentado durante o processo de transferência de controle.

6.3. Diante da persistência do risco de desabastecimento e da necessidade de garantir o fornecimento de energia elétrica às localidades afetadas, o CMSE deliberou recomendar que a ANEEL adote providências para o aditamento dos Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE) dessas localidades. Esse aditamento deverá prever o aumento da quantidade de energia e potência associada nos montantes e prazos definidos, sem alteração de preço, ou até sessenta dias após a entrada em operação de uma solução definitiva contratada em leilão, o que ocorrer primeiro.

6.4. Além disso, foi recomendada ao MME a promoção de Leilão de Suprimento de Energia, com o objetivo de antecipar a implementação de uma solução definitiva para o suprimento de energia nos sistemas isolados dessas localidades.

Deliberação: Considerando os elementos postos na instrução processual e apresentados ao CMSE, que evidenciam o comprometimento do suprimento de energia elétrica em municípios do Estado do Amazonas atendidos por sistemas isolados, bem como o disposto no art. 10 do Decreto 7.246, de 28 de julho de 2010, o CMSE deliberou, em substituição à deliberação sobre o tema ocorrida na 298ª reunião do CMSE:

1. Recomendar que a ANEEL adote providências para o aditamento dos Contratos de Compra e Venda de Energia - CCVE das localidades listadas abaixo, no Estado do Amazonas, reconhecido como necessário

para garantia do suprimento eletroenergético. O aditamento deverá prever aumento da quantidade de energia e potência associada nos montantes e prazos apresentados na tabela abaixo, sem alteração de preço, ou até sessenta dias após a entrada em operação da solução de suprimento de leilão, o que ocorrer primeiro:

Localidade	Ano	Energia Contratada (MWh)	Potência Associada (MWh/h)
Amanã	2025	11.300,90	2,55
	2026	11.622,46	2,73
	2027	11.936,66	2,91
Caapiranga	2025	11.582,01	2,68
	2026	12.145,12	2,84
	2027	12.705,84	3,00
Codajás	2025	31.819,40	5,68
	2026	33.594,37	5,99
	2027	35.393,32	6,31

2. Recomendar que o MME promova Leilão de Suprimento de Energia para atendimento aos sistemas isolados, buscando a antecipação do suprimento nas referidas localidades.

7. ASSUNTOS GERAIS

• Resultados do Ciclo Planejamento SISOL 2024, Horizonte 2025 - 2029

7.1. A Secretaria Nacional de Planejamento e Transição Energética do Ministério de Minas e Energia - SNTEP/MME apresentou o Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - Ciclo 2024, Horizonte 2025-2029, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em conformidade com o art. 3º da Portaria Normativa nº 59/GM/MME/2022:

> Art. 3º Até 30 de junho de cada ano, os agentes de distribuição deverão submeter ao Ministério de Minas e Energia, por intermédio da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, proposta de planejamento de atendimento aos seus respectivos mercados consumidores situados em Sistemas Isolados para o horizonte de dez anos, a contar do ano subsequente.
>
> § 1º O horizonte de dez anos que trata o caput, será composto:
>
> I - pelos primeiros cinco anos que serão utilizados para as tomadas de decisões decorrentes das análises da EPE;
>
> [...]

7.2. Inicialmente, foi apresentada a evolução do planejamento entre os anos de 2018 e 2024, conforme quadro abaixo, além dos principais trabalhos desenvolvidos pela EPE em cada ciclo de planejamento.

Ciclo de Planejamento	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Nº de SISOL	270	271	258	251	212	196	175
Nº distribuidoras	9	9	9	9	8	8	8
População atendida	3,25 mi	3,3 mi	3 mi	2,98 mi	3,1 mi	3 mi	2,6 mi
Carga verificada (GWh)	4.291	4.042	1.164	4.068	4.018	4.051	4.145
Participação diesel na geração	97%	93%	95%	94%	79%	69%	67%
Orçamento CCC - Contas sociais	5,85 bi	6,31 bi	7,49 bi	8,48 bi	11,96 bi	12 bi	11,1 bi

7.3. Na sequência, a SNTEP apresentou as principais características dos sistemas isolados - SISOLs para o ciclo de planejamento 2024, iniciado em 17 de maio de 2024:

- Oito distribuidoras de energia elétrica são responsáveis pelo atendimento de 175 SISOLs, que representam 0,58% da carga do Sistema Interligado Nacional - SIN para o ano de 2025; à exceção de Fernando de Noronha (Pernambuco), todos os demais sistemas isolados concentram-se na Região Norte, sendo 95 no Estado do Amazonas, 42 em Roraima, 19 no Pará, 12 em Rondônia, 5 no Acre e 1 no Amapá;
- O número de localidades isoladas teve redução quando comparado ao ano de 2023 (196 SISOLs), devido às interligações de localidades ao SIN e ao atendimento por programas de universalização de acesso à energia elétrica;
- A população total nas localidades isoladas é de cerca de 2,6 milhões de pessoas;
- A geração a partir do óleo diesel ainda predomina nos SISOLs (67%), seguida pelo gás natural (24,7%), biomassa/biodiesel (7,2%), hidrelétrica (0,7%) e solar (0,2%);
- A principal modalidade de atendimento aos sistemas isolados ocorre por meio de contratação, via leilão, de Produtores Independentes de Energia - PIEs, representando 87,8% da energia gerada, seguida pela locação (9,5%) e pela geração própria (2,7%);
- O orçamento da Conta de Consumo de Combustível - CCC é estimado em R$ 10,35 bilhões para 2025;
- Quanto à carga global de energia (MWh), comparando-se os ciclos 2023 e 2024, foram observadas em 2024 projeções das cargas bem acima do ciclo 2023, cerca de 23% maior, devido a atrasos nas interligações previstas de alguns sistemas isolados ao SIN e aos impactos do fenômeno El Niño, que provocou aumento da temperatura e, consequentemente, do consumo de energia, conforme justificado por algumas distribuidoras;
- Em relação à demanda de potência total (kW), no ciclo 2024, as projeções de demanda apresentam uma queda considerável entre 2025 e 2026, de 723.811 kW para 392.442 kW, em função das várias ligações previstas de sistemas isolados ao SIN, seguido por um leve acréscimo de demanda entre 2026 e 2028 (1%) e por um acréscimo maior em 2029 (3,7%); as projeções de demanda do ciclo 2024 também consideram os impactos dos fenômenos climáticos;
- Estão previstas 33 interligações de sistemas isolados ao SIN até o final de 2029, sendo 16 da distribuidora Equatorial Pará, nove da Roraima Energia, cinco da Amazonas Energia, duas da Vibra Energia e uma da Energisa Acre. Em 2023, foram interligadas cinco localidades, e em 2022, apenas uma;

- Foram identificados déficits de energia e/ou potência em localidades atendidas por seis distribuidoras, principalmente devido a términos de contratos, necessidade de expansão da geração ou atrasos na interligação ao SIN, sendo 79 da Amazonas Energia, oito da Equatorial Pará, seis da Energisa Rondônia, quatro da Roraima Energia, uma da Energisa Acre e uma da Neoenergia Pernambuco, totalizando 99 localidades.

7.4. A SNTEP também apresentou algumas ações que estão sendo desenvolvidas durante o Ciclo de Planejamento 2024, Horizonte 2025-2029, para a tomada de decisão do MME: (1) Ajuste na potência a ser contratada no leilão; (2) Aditivo de potência e energia nos contratos atuais; (3) Recomendação à Aneel para acompanhar a geração a ser verificada em 2025; (4) Recomendação à EPE e distribuidoras para atuação anterior ao envio das projeções de demanda para o ciclo 2025.

7.5. Por fim, foi apresentado um panorama geral dos leilões a serem realizados em 2025 para suprimento de sistemas isolados.

• Resultados da análise do atendimento à carga de Boa Vista considerando a previsão de conclusão das obras de interligação

7.6. A EPE apresentou o Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados da Roraima Energia Ciclo 2024 – Horizonte 2025 a 2029, destacando a importância do planejamento, que consiste basicamente nas projeções de mercado de energia elétrica e das configurações sistêmicas em localidades isoladas, para identificação das necessidades futuras de expansão dos parques geradores ou da substituição das usinas atuais, de forma a garantir a segurança do suprimento.

7.7. Em relação a carga e demanda, para o horizonte 2025-2029, no ciclo de planejamento 2024, a EPE destacou um crescimento de carga de 14,5% até o fim de 2029 e um crescimento de demanda de 11% no mesmo período. Comparando com o ciclo 2023, o crescimento das projeções foi em torno de 30%, para carga e de 11% para a demanda, tendo como justificativa apresentada pela distribuidora o aumento da temperatura provocado pelo fenômeno El Niño, o que introduz mais incertezas para o planejamento dos SISOLs.

7.8. Quanto aos casos e cenários estudados, a EPE considerou, no planejamento do Sistema Boa Vista, as recomendações do ONS contidas na revisão 4 do Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima, principalmente quanto à permanência das usinas alugadas (Distrito, Floresta, Monte Cristo e Monte Cristo 2) até a interligação de Roraima ao SIN, para reforçar a margem de segurança e garantir um suprimento confiável ao Sistema Boa Vista.

7.9. Além disso, foi considerada a limitação no intercâmbio de energia, pois, de acordo com o PAR/PEL 2024, após a interligação ao SIN, o intercâmbio máximo de energia entre ManausBoa Vista será de até 55% da demanda total de Roraima, em qualquer patamar de carga, de forma que na perda dupla de qualquer um dos trechos em circuito duplo do tronco Lechuga-Equador-Boa Vista não haja blecaute em Roraima por problemas de estabilidade eletromecânica.

7.10. De acordo com a EPE, em seu estudo, para o "Caso base - Interligação como planejado", foram considerados dois cenários: Cenário 1 - Plena operação (atendimento ao critério N; todas as usinas disponíveis para operação); e Cenário 2 - Operação sem híbrido (atendimento ao critério N, mas sem a entrada em operação da UTE Híbrido Forte S. Joaquim).

7.11. Para o "Caso base - Interligação como planejado", considerando que o Sistema Boa Vista conta com uma disponibilidade de potência total de cerca de 453 MW, tendo em conta as usinas de locação e as usinas contratadas no leilão de 2019; considerando, ainda, que a usina Monte Cristo Sucuba tem prazo contratual até junho/2028 e que a usina Híbrido Forte São Joaquim estará disponível apenas em 2026, a análise da EPE concluiu que, com base na simulação, não foi observado déficit de potência no horizonte de planejamento para os dois cenários. Após a interligação ao SIN, adotou-se as seguintes premissas: as usinas de locação deixam de operar a partir de 2026 e o limite de intercâmbio da LT Manaus-Boa Vista será de 55% da carga total de Roraima, conforme critério do ONS. Em outras palavras, será necessário um despacho mínimo de geração termelétrica em montantes equivalentes a 45% da carga de Roraima, para qualquer patamar e de forma contínua para garantir a segurança no desempenho da rede.

7.12. Para o caso alternativo, em que Roraima se mantém isolada, a EPE considerou o Plano de substituição do ONS, que recomenda a permanência da operação das usinas de locação até a interligação ao SIN. Como resultados, na simulação da EPE, foi observado que: não há déficit no horizonte para os

cenários 1 e 2, com e sem a usina Híbrido Forte S. Joaquim; no cenário 3, sem Jaguatirica II, há déficit de potência em 2025 e depois em 2028, agravado pela saída de Monte Cristo Sucuba, chegando a -36MW em 2029; e no contexto do cenário 4, mais crítico, sem a usina Híbrido Forte S. Joaquim e com a perda de Jaguatirica II, há déficit de potência em todo o horizonte, variando entre -16MW a -87,5MW.

7.13. Por fim, a EPE apresentou suas considerações finais sobre o planejamento do Sistema de Boa Vista, que incluíram a necessidade de monitoramento regular da execução da obra da LT Manaus - Boa Vista e da data efetiva da interligação ao SIN para realizar o planejamento adequado do atendimento ao Sistema Boa Vista. Além disso, a EPE informou que está programado para 2025 a conclusão do estudo "Solução estrutural para atendimento a Roraima e Amazonas: Parte II – Região de Boa Vista", onde será avaliado o pós-interligação de Roraima ao SIN. Esse estudo deve avaliar as condições de atendimento à região metropolitana de Boa Vista analisando as diferentes opções de solução estrutural, visando diminuição de geração térmica por razões elétricas.

7.14. Ao final da reunião, o CMSE reafirmou seu compromisso com a garantia da segurança e da confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no País, no cenário atual e futuro, por meio da continuidade do monitoramento permanente realizado, respaldado pelos estudos elaborados sob as diversas óticas do setor elétrico brasileiro, e com a ação sinérgica e robusta das instituições que compõem o Comitê.

7.15. Nada mais havendo a tratar, foram encerrados os trabalhos e determinada a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Gentil Nogueira Sá Júnior, Secretário-Executivo do CMSE.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Fernando Colli	MME
Gentil Nogueira de Sá Junior	MME
Thiago Barral	MME
Leandro Albuquerque	MME
João Daniel Cascalho	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Giselli dos Santos	MME
Thiago Prado	EPE
Reinaldo C. Garcia	EPE
Márcio Rea	ONS
Elisa Bastos	ONS
Christiano Vieira da Silva	ONS
Maurício de Souza	ONS
Sandoval Feitosa	ANEEL
Alexandre Ramos Peixoto	CCEE

Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Thiago Fernandes do Prado	ANP
Joaquim Gondim	ANA
Ana Carolina Argolo	ANA
Victor Protázio da Silva	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Marcelo Gomes Weydt	MME
Bianca Mª M. de Alencar Braga	MME
Bruno Goulart	ANEEL
Erica Carvalho de Almeida	MME
Larissa Damascena da Silva	MME
Bárbara Galvão Bina	MME
Rogério Guedes	MME
Edson Thiago Nascimento	MME
Fabiana Nunes Lara De Souza	MME
Nelson Simão de Carvalho	MME
Renata Crusius dos Santos	ONS
Carolina Garcia Medeiros	ONS
Aline Couto de Amorim	EPE
Guilherme Mazolli Fialho	EPE
Renato Haddad Machado	EPE
Pablo Andres Fernandez Uhart	ONS
Silvia Araujo de Souza	MME
Fabiana Cepeda	MME
Claudir Afonso Costa	MME
Carla Santana	MME
Alexandra L. Sales	MME
Guilherme Zanetti Rosa	MME
Karina Araújo Sousa	MME

Ceicilene Martins	MME
Claudiane Marques de Castro	MME
Frederico de Araujo Teles	MME
Francisco José Cerqueira Silva	MME
Juliana Oliveira do Nascimento	MME
Altino Arthur Rocha	MME
Douglas Estevam de Paiva	MME
Ketren Alves Cordeiro	MME
Christiany S. Faria	MME
Lucas C. B. Carvalho	MME
Felipe A. Calabria	ANEEL

ANEXOS

Anexo 1:	Agenda 300ª CMSE (SEI nº 1004121)
Anexo 2:	Nota Informativa 300ª Reunião do CMSE (SEI nº1012205)
Anexo 3:	Datas de Tendência da Geração 300ª Reunião (SEI nº 1012178)
Anexo 4:	Datas de Tendência da Transmissão 300ª Reunião (SEI nº 1012181)
Anexo 5:	Nota Informativa Nº 1/2024/CMSE (SEI nº 1004270)
Anexo 6:	Nota Técnica Nº 9/2024/SNEE (SEI nº 1004125)

Documento assinado eletronicamente por **Igor Souza Ribeiro**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica Substituto**, em 04/02/2025, às 15:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 05/02/2025, às 07:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1012143** e o código CRC **BD0F3595**.